

2. Koneshloo, Mo & Aryana, Saman & Hu, Xiaoni. (2018). The impact of geological uncertainty on primary production from a fluvial reservoir. *Petroleum Science*.
3. Roger. M. Slatt (2007) - Stratigraphic Reservoir characterization for petroleum geologists, Geophysicists and Engineers. *Handbook of Petroleum exploration and production, Vol.6*, John Cubitt (Ed), Elsevier, pp. 478.
4. Shi, Hongfu & Hu, Yong & He, Yifan & Sun, Qiang & Zhao, Junshou. (2019). Case Stories of Horizontal Wells in Offshore Fluvial Oil Reservoir.
5. Shishmanidi, I., Martynov, M., and A. Kozlov. "Advantages of Fluvial Reservoir Object Modeling." Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014.

ОПТИМАЛЬНЫЙ ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Бычков Д.А.

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтегазовой отрасли уже почти 120 лет используют кислотную обработку для повышения производительности скважин. Кислотная обработка предшествует всем другим методам стимулирования скважин, включая гидравлический разрыв пласта, который не был разработан до конца 1940-х годов. Однако до начала 1930-х годов применение подкисления было ограничено отсутствием эффективных ингибиторов кислотной коррозии для защиты стальных труб в скважинах. С разработкой эффективных ингибиторов коррозии, использованием и дальнейшим развитием кислотной обработки увеличилось количество нефтяных и газовых скважин, что привело к созданию индустрии услуг по стимулированию скважин. Сегодня кислотная обработка является одним из наиболее широко используемых и эффективных средств, доступных нефтегазовым операторам для повышения производительности (стимулирования) скважин. Кислотное стимулирование обычно проводится на новых скважинах, чтобы максимизировать их первоначальную производительность, и на скважинах с большим сроком эксплуатации, чтобы восстановить производительность и максимизировать извлечение энергетических ресурсов. Для проведения данной операции необходимо закачивание раствора кислоты в околоскважинное пространство для улучшения коллекторских свойств пласта.

Особенно это актуально для карбонатных пород палеозойских отложений, которые хорошо поддаются растворению соляной кислотой. Максимальная эффективность обработок будет в глинисто-карбонатных породах, для кремнистых отложений эффективность значительно ниже. Целью кислотной обработки матрицы является улучшение продуктивности, уменьшение величины скин-фактора в коллекторе при помощи удаления естественных загрязнений, а также созданием новых каналов в прискважинной зоне.

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне.

Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи.

Необходимо находить скважины, где по каким-либо причинам произошло падение продуктивности, при этом важно определять причину:

Проникновение бурового фильтра или рабочей жидкости в пласт.

Данный вид загрязнения может быть диагностирован по ухудшенной работе скважин по сравнению с окружением, также положительный скин-фактор может быть определен исходя из гидродинамических исследований.

Также необходимо проверять соответствие расчетов по рабочему давлению во время проведения операции (бурение, ремонтные работы) с реальным рабочим, чтобы определить вероятно ли проникновение рабочей жидкости в пласт.

Выпадение отложений в призабойной зоне.

Для оценки необходимости удаления отложений в призабойной зоне необходимо проводить лабораторные исследования по составу флюида, а также расчеты в специальном программном комплексе. Также следует исходить из опыта разработки месторождения, а также проводить анализ поступающей продукции.

Недостаточная степень очистки закачиваемой воды.

случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды может произойти загрязнение призабойной зоны скважины, что приведет к снижению приемистости пласта и невозможности полностью компенсировать пластовое давление [2].

Наибольший опыт разработки карбонатных коллекторов накоплен на Чкаловском месторождении. ОПЗ направлены на восстановление и повышение проницаемости ПЗП.

В карбонатных пластах реакция относительно проста и протекает в одну стадию. Соляная кислота (HCl) вступает в реакцию с карбонатом с образованием соли, двуокиси углерода и воды. При подкислении песчаников с HF реакции более сложны и протекают в три этапа. На первичной стадии буровой раствор вступает в реакцию с песком, полевым шпатом и глинами с образованием фторидов кремния и фторидов алюминия. На вторичной стадии фториды кремния могут вступать в реакцию с глиной и полевым шпатом с выделением осадков алюминия и кремния, однако при правильном проектировании можно избежать образования этих вредных осадков, которые могут ограничить поток нефти или газа через пласт. На заключительной стадии оставшиеся фториды алюминия вступают в реакцию до тех пор, пока не будет израсходована вся оставшаяся кислота.

Геологические образования редко бывают однородными (чистый карбонат, песчаник или сланец), но будут представлять собой смесь карбонатных, песчаниковых и глинистых минералов. В результате большинство кислотных работ состоят как из соляной, так и из плавиковой кислоты, причем соотношение и сила зависят от минералогии и температуры обрабатываемого пласта. Другие типы кислот могут быть использованы в более специализированных ситуациях (например, органические кислоты, такие как уксусная и муравьиная кислоты, в качестве альтернативы соляной кислоте).

Обработка глинистой кислотой. Это смесь соляной и плавиковой кислот. Назначение - воздействие на песчаники и песчано - глинистые породы и глинистую корку. Основным условием применения является отсутствие карбонатов в породе (до 0,5 %). Соляная кислота, растворяя карбонатные компоненты, не взаимодействует с силикатами и каолинами терригенных коллекторов, на которые воздействует плавиковая (плавиковая) кислота. В то же время резко карбонатный цементующий материал и глинистое вещество. Поэтому смеси HCl и HF называются глинистой кислотой. Большее применение на месторождении нашли комплексные обработки скважин, т.е. сочетание, например, уплотняющей перфорации с закачкой кислоты, уплотняющей перфорацией и воздействием ПГД БК, кислотной обработки и гидродинамическим воздействием и т. п. К сожалению, сложно оценить технологическую эффективность применения комплексных обработок на добывающих скважинах поскольку мероприятия проводились преимущественно при вводе скважин в эксплуатацию, при переводе в нагнетательный фонд [1].

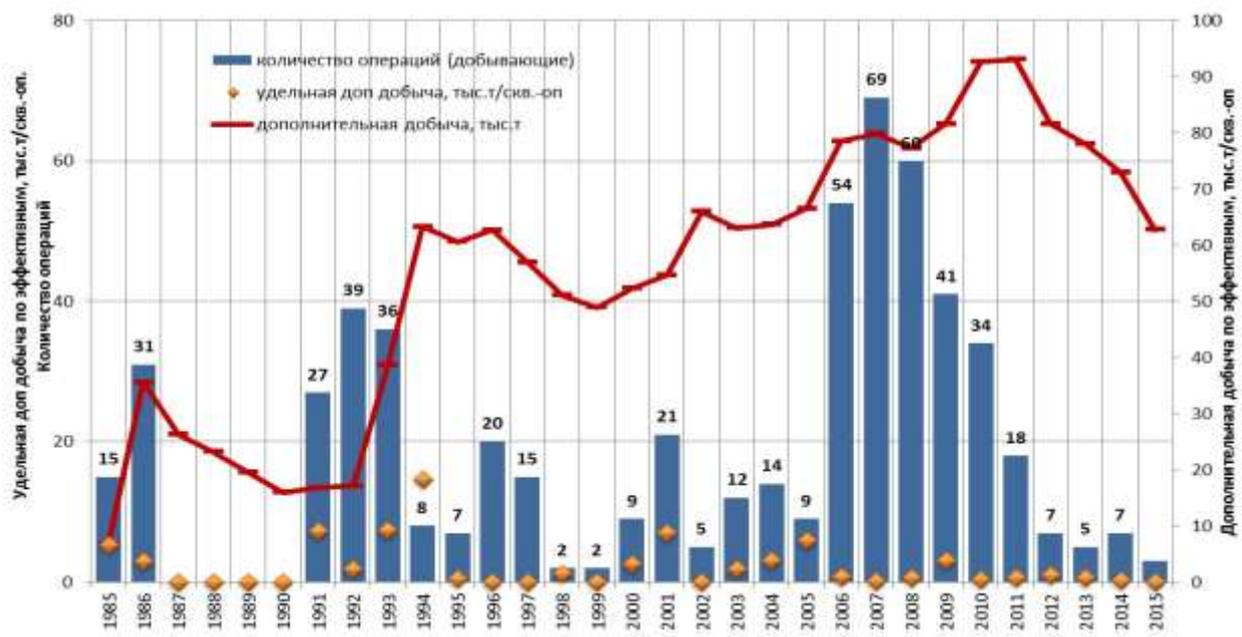


Рис. 1. Эффективность ОПЗ на добывающих скважинах Чкаловского месторождения

Длительная закачка сильно разбавленных (от 0,02 до 0,05 % HCl) кислотных растворов оказалась успешной в восстановлении работоспособности трех поврежденных нагнетательных скважин. Внедренные протоколы позволили восстановить номинальные показатели приемистости скважины и номинальные характеристики нагнетательного насоса. Протоколы закачки (скорости разбавления кислотой, промывка водой) могут быть разработаны для адаптации к различным механизмам источника повреждения. Положительный эффект также отмечается и после обработки нагнетательной скважины № 63. После проведения уплотняющей перфорации и воздействия пороховым генератором давления получено увеличение дебита безводной нефти с 4,3 до 8,5 т/сут. Дополнительный отбор нефти оценивается в 3,8 тыс. т, продолжительность эффекта – более 20 месяцев.

Литература

1. Виктория В.Д., Бычков Н.П. "Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам" – М. Недр, 2014.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М., "Интенсификация текущей добычи нефти", "Нефтяная промышленность 2019, – № 7.
3. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. "Совершенствование технологии разработки неэффективных нефтяных месторождений Самары" Самаранефтегаз 2018